

Oppdragsgiver

E.ON Vind Sverige AB

Rapporttype

Fagrapport

2013-10-30

KOPPERAA VINDKRAFTVERK NETTILKNYTNING

SAMMENDRAG

Det foreligger to alternativer for nettilknytning av Kopperaa vindpark, alternativ 1 mot Eidum (Norge) og alternativ 2 mot Enafors (Sverige).

Alternativ 2 anbefales som hovedalternativ grunnet følgende hovedpunkter

- Laveste investeringskostnader og lavest nåverdi
- Kortest avstand til sentralnettet og lavere tap
- Foreløpig positive signaler fra Svenska Kraftnät vedrørende kapasitet i overliggende nett.
- Jämtkraft ser en klar nytteverdi av etablering av ny 130 kV linje til Storlien
- Unngår risiko for at NTE Nett har reinvestert dagens 132 kV Eidum-Meråker i forkant av etablering av vindkraftverket.

Alternativ 1 frarådes som hovedalternativ grunnet følgende hovedpunkter

- Høyeste investeringskostnader og høyest nåverdi
- Størst avstand til sentralnettet og høyere tap
- Usikkerhet knyttet til fremtidig kapasitet i sentralnettet
- Uavklar løsning ved Eidum transformatorstasjon knyttet til bl.a. Jernbaneverkets planer.
- Tidsaspektet knyttet til reinvestering av 132 kV linje Eidum-Meråker. NTE Nett kan måtte gjennomføre dette før det avklares hvorvidt Kopperaa vindkraftverk kan etableres.

Det bemerkes forøvrig:

- Det anbefales likevel også å omsøke alternativ 1 da alternativ 2 betinger en utenlandskonsesjon.

Investeringskostnader for alternativ 1 er stipulert til ca. 165 MNOK.

Oppdragsnr.: 9120048
Oppdragsnavn: Kopperaa vindpark
Dokument nr.:
Filnavn: Kopperaa Vindkraftverk - nettilknytning rev.1

Revisjon	1			
Dato	2013-10-7			
Utarbeidet av	KSY			
Kontrollert av	LMH			
Godkjent av	KSYTRH			
Beskrivelse				

Revisjonsoversikt

Revisjon	Dato	Revisjonen gjelder
1	30.10.2013	Tilleggsinformasjon fra Jämtkraft og NTE Nett



Rambøll
Mellomila 79
Pb 9420 Sluppen
7493 Trondheim
T +47 73 84 10 00
F +47 73 84 10 60
www.ramboll.no



INNHOLD

SAMMENDRAG	2
1. INNLEDNING.....	6
1.1 Utredningsprogrammet	6
1.2 Tiltaksbeskrivelse	6
2. ALTERNATIVE LØSNINGER	11
2.1 Utgangspunkt	11
2.2 Merknader.....	11
2.3 Alternativ 1 – Eidum.....	11
2.4 Alternativ 2 – Enafors (Sverige)	16
2.5 Transformatorstasjon vindpark	18
2.6 Kabel som alternativ til luftledning	19
2.7 Kostnadsoverslag fordelt på hovedposter	20
2.8 Andre løsninger som ikke omsøkes.....	23
2.9 Elektromagnetiske felt	23
3. OPPSUMMERING	30
4. REFERANSER	32
VEDLEGG 33	
A. Kart nettilknytning og trafoplassering	34
B. Forenklet enlinjeskjema (alternativ 1)	35
C. Kart omlegging trasé Kvernmoen – Gudå (alternativ 1)	36
D. Kart omlegging Kvernbekken (alternativ 1)	37
E. Situasjonsskart – Adkomst, trafoplassering og internveier	38
F. Eidum trafostasjon i dag (alternativ 1).....	39
G. Eidum trafostasjon, plassering av nytt anlegg (alternativ 1)	40
H. Forenklet enlinjeskjema Kopperaa mot Enafors (alternativ 2)	41
I. Kart traseer Kopperaa til Storlien (alternativ 2)	42
J. Kart traseer Kopperaa-Enafors (alternativ 2)	43
K. Foreløpig stasjonstegning transformator og 130 kV brytere /20/	44
L. Foreløpig stasjonstegning 22 (33) kV anlegg /20/	45
M. Utvidelse bryterfelt Enafors regionalnettstasjon (alternativ 2) /20/ ..	46
N. Investeringskostnad og nåverdi for internnett.....	47
O. Investeringskostnader og nåverdi totalt	50

FIGUROVERSIKT

Figur 1 Situasjonsskart Kopperaa vindpark	7
Figur 2 Dimensjoner eksempel turbin, bilde hentet fra vestas.com	8
Figur 3 Kart over mulige alternativer for nettilknytning Kopperaa vindpark	9
Figur 4 Mastetyper brukt ved nettilknytning (1947 Vestavind Kraft AS v/Multiconsult)	10
Figur 5 Potensiell nærføringskonflikt ved Nysvea og Bergplassen	14
Figur 6 Skredkart Kjøkkbyen og Andershaugen (www.skrednett.no)	15
Figur 7 Nåverdiberegning for transformatorplassering og merkespenning 24 kV og 36 kV	21
Figur 8 Teknisk-økonomisk vurdering av linjetverrsnitt over 20 år, brukstid tap 1800 timer og 1,5 % D&V-kost.	22
Figur 9 Nåverdiberegning for nettilknytning og internnett	22
Figur 10 Mastekonfigurasjoner	25
Figur 11 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindkraftverk (180 MW) mot Eidum	25
Figur 12 Nærmeste boliger til eksisterende linjetrasé	27
Figur 13 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindpark (180 MW) mot Sverige rød – årsgjennomsnitt, blå – maksimalverdi	28

TABELLOVERSIKT

Tabell 1 Mastetyper og ledertverrsnitt alt. 1	16
Tabell 2 Mastetyper og ledertverrsnitt alt. 2	18
Tabell 3 Hovedparametere nåverdiberegning	20
Tabell 4 Grenseverdier og utredningsnivå knyttet til magnetiske felt	24
Tabell 5 Forutsatt årsgj.snitt bidrag fra eksisterende kraftverk	24
Tabell 6 Avstand fra senter av linjetrasé til utredningsnivå 0,4 uT	26
Tabell 7 Traséalternativ Nord, omlegging av dagens 132 kV linje ved Meråker	26
Tabell 8 Traséalternativ Sør, gjenbruk av eksisterende trasé for dagens 132 kV linje ved Meråker	27
Tabell 9 Bygninger i avstand fra linjetrasé, nettilknytning mot Sverige	28
Tabell 10 Kostnadsberegning 24kV kraftkabler – Trafoplassering alternativ 1	47
Tabell 11 Kostnadsberegning 36kV kraftkabler – Trafoplassering alternativ 1	48
Tabell 12 Kostnadsberegning 24kV kraftkabler – Trafoplassering alternativ 2	48
Tabell 13 Kostnadsberegning 36kV kraftkabler – Trafoplassering alternativ 2	49
Tabell 14 Overslag investeringskostnader nettilknytning mot Norge, alternativ 1	50
Tabell 15 Overslag investeringskostnader nettilknytn. mot Enafors, Sverige alternativ 2	50

1. INNLEDNING

Søknad om konsesjon for bygging og drift av Kopperaa vindkraftverk legges fram av E.ON Vind Sverige AB. Denne fagrapporten er utarbeidet som del av konsesjonssøknaden med konsekvensutredning. Det er forhåndsmeldt en planlagt installert effekt på inntil 180 MW, men det er som et avbøtende tiltak i forhold til konflikter valgt å redusere installert effekt. Det søkes om konsesjon for etablering av 50 turbiner, med en planlagt installert effekt på ca. 150 MW. For den alternative nettilknytningen mot Sverige utarbeides en egen konsekvensutredning for anlegg på svensk side av grensen. Denne fagrapporten tar i liten grad for seg konsekvensene av nettanlegget på svensk side.

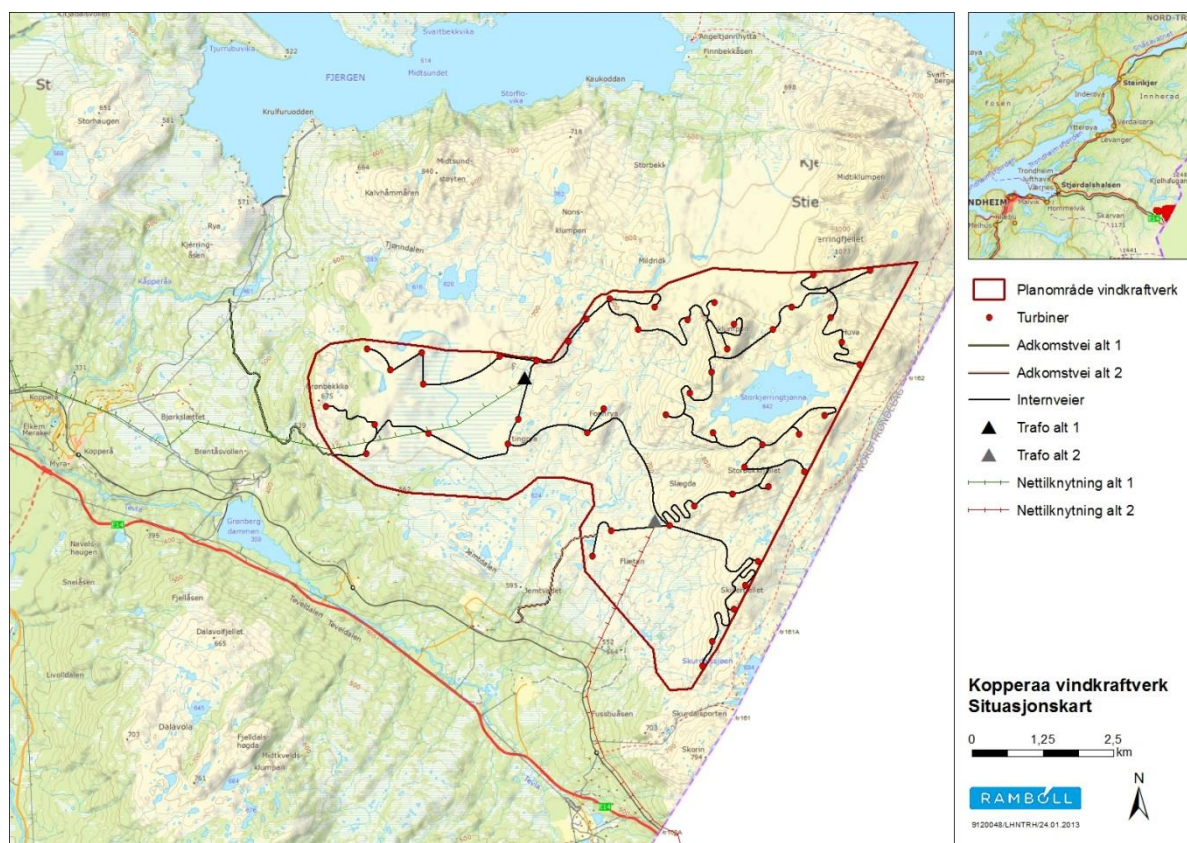
1.1 Utredningsprogrammet

Utgangspunktet for innholdet i denne fagrapporten er utredningsprogrammet for Kopperaa vindkraftverk, fastsatt den 26. juni 2013. Fra utredningsprogrammet siteres følgende om tema nettilknytning:

- *Kapasitetsforholdene og eventuelle behov for tiltak i overføringsnettet skal beskrives. Beskrivelsen skal sees i sammenheng med andre planer for kraftproduksjon i området. Det skal redegjøres for i hvilken grad tiltaket kan påvirke forsyningssikkerheten og den regionale kraftbalansen.*
- *Aktuelle kraftledningstraseer for tilknytning til eksisterende nett skal beskrives og vises på kart. Tilknytningspunkt, spenningsnivå, tverrsnitt, mastetype, rydde- og byggeforbudsbelte skal beskrives. Det skal gis en kortfattet vurdering av jordkabel som alternativ til luftledning.*
- *Investeringskostnader for nettilknytning skal oppgis.*
- *Det skal oppgis og kartfestes hvor mange bygninger som eksponeres for magnetfelt fra kraftledninger over $0,4 \mu T$ i årsgjennomsnitt. Beregningsgrunnlaget skal angis. For bygninger som eksponeres for magnetfelt med over $0,4 \mu T$ skal tiltak for å redusere magnetfelt drøftes. Det skal kortfattet redegjøres for kunnskapsstatus og sentral forvaltningsstrategi på dette feltet.*

1.2 Tiltaksbeskrivelse

Vindparken er planlagt lokalisert i et fjellområde øst for tettstedet Kopperaa i Meråker kommune, Nord-Trøndelag fylke. Planområdets østlige grense ligger ca. 1 km fra riksgrensen mot Sverige. Figur 1 viser lokaliseringen av vindparken, og er et situasjonskart som illustrerer den omsøkte løsningen.



Figur 1 Situasjonskart Kopperaa vindpark

Lokaliteten ble valgt på grunn av forventninger om stabil og tilstrekkelig høy vind for vindkraftproduksjon, samt en vurdering av mulige konsekvenser for miljø og samfunn. Ved en full utbygging av eksempelløsningen antas vindkraftanlegget å ha en installert effekt på 150 MW, som tilsvarer en årsproduksjon på rundt 500 GWh. Planområdet omfatter et areal på ca. 37,8 km². Av dette arealet antas det at mellom 3-4 % vil bli direkte berørt av utbygging.

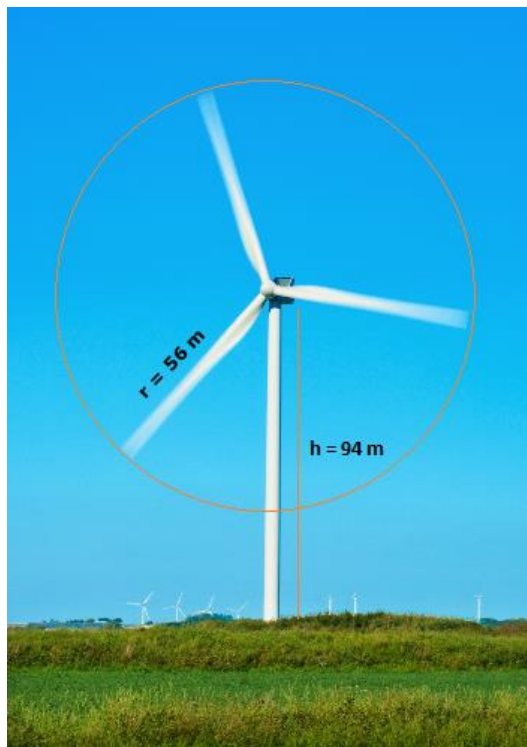
Turbinene som er beskrevet i konsesjonssøknaden er av typen Vestas V-112, hver med en effekt på 3,0 MW. Oppsummert består omsøkt vindpark av følgende hovedkomponenter:

- 50 vindturbiner med oppstillingsplasser
- Turbintransformatorer i eller ved turbinene
- Internt nett – jordkabel (22 kV el. 33 kV)
- 1-2 krafttransformatorer (22 kV (33 kV)/132 kV) på totalt 160 MVA
- Tilhørende koblingsanlegg og bryterfelt
- Servicebygg
- 1-2 meteorologimaster med høyde på ca. 120 meter
- Internt veinett
- Adkomstvei
- Ekstern nettilknytning (132 kV)

Vindparken krever også tilgang til egnet kai, samt tilfredsstillende kvalitet på eksisterende vei mellom kai og vindparkens adkomstvei. Dette kan medføre noe behov for opprustning samt midlertidig eller varig modifisering av offentlig/eksisterende vei.

I konsesjonssøknaden søkes det om fleksibilitet med tanke på å installere ulike turbintyper, men i eksempelløsningen tas det utgangspunkt i Vestas V-112. Det er aktuelt å installere turbiner med nominell effekt fra 2 til 5 MW per turbin. Ulike turbintyper vil kunne leveres med tårnhøyde tilpasset vindforholdene på lokaliteten. Vanlig tårnhøyde for dagens storskala vindturbiner spenner fra rundt 80 og opp til 120 meter. For den aktuelle eksempelløsningen er det på

bakgrunn av forventninger til vindforholdene, valgt en tårnhøyde på 94 meter. Eksempelturbinen Vestas V-112 har en rotordiameter på 112 meter. Figur 2 illustrerer dimensjonene til eksempelturbinen. Endelig turbinvalg vil bli foretatt etter at eventuell konsesjon foreligger, og man vil da utarbeide en detaljplan for anlegget, samt en miljø-, transport- og anleggsplan for utbyggingen som skal godkjennes av NVE og kommunen.



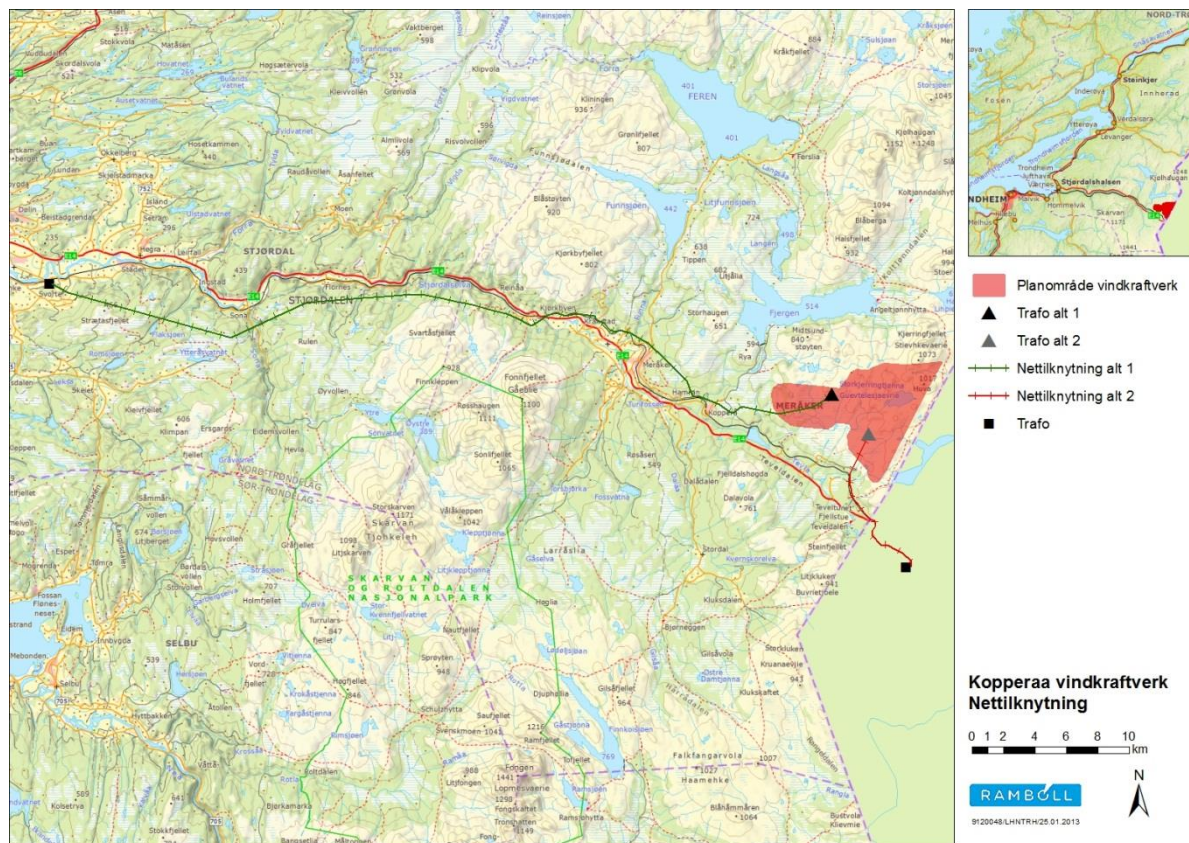
Figur 2 Dimensjoner eksempelturbin, bilde hentet fra vestas.com

Ved hver vindturbin blir det opparbeidet kranoppstillingsplasser. Hvor store oppstillingsplasser som kreves vil avhenge av blant annet turbinvalg, men det antas at det er i størrelsesorden 700-1000 m² per oppstillingsplass. Fundamentene til turbinene vil etter all sannsynlighet bli utført som fjellfundamenter med forankring i fjellet ved hjelp av forspente strekkstag, men gravitasjonsfundamenter kan være aktuelle.

Transport av turbiner krever adkomstveger som dimensjoneres i henhold til gjeldende lover og regler, basert på størrelse og vekt for valgte løsning, eksempelvis med bredde på minimum 5 meter og akseltrykkapasitet på ca. 15 tonn. Med vegskulder vil samlet bredde være omtrent 10 meter, men vegskulderen vil dekkles med jord og revegeteres etter anleggsperioden. Komponentene vil fraktes inn Trondheimsfjorden på båt, og flere kaialternativer er aktuelle. Fra kai vil man følge E6 og deretter E14 fram til anleggets adkomstvei.

1.2.1 Nettilknytning

Det er to alternative muligheter for nettilknytning, alternativ 1 mot Stjørdal og alternativ 2 mot svensk side, se Figur 3. Trafo markert i Sverige (alt.2) er planlagt lokalisering av fremtidig transformatorstasjon for styrket forsyning av utfartsstedet Storlien og omfattes ikke av denne søknaden direkte.



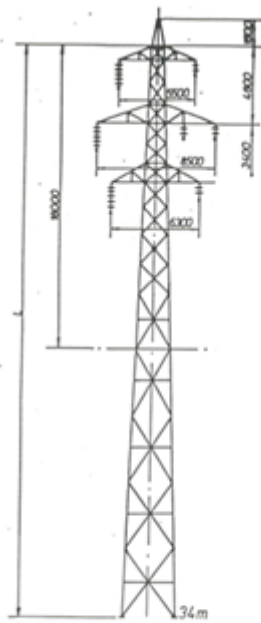
Figur 3 Kart over mulige alternativer for nettilknytning Kopperaa vindpark

1.2.1.1 Alternativ 1

Tilknytning til Statnetts sentralnettstasjon på Eidum i Stjørdal kommune, som ligger ca. 55 km vest for planområdet. Eksisterende kraftledning mellom Kopperaa og Eidum, som følger dalen og E14 mot vest, har ikke tilstrekkelig kapasitet til å ta i mot effekten fra vindparken dersom parken blir bygd med den effekten som er forhånds meldt. Det vil søkes om en ombygging av nettet fra dagens enkeltkurs på tremaster til dobbeltkurset stålmaster. Mastene vil være noe høyere, og rydde- og rettighetsbeltet vil vanligvis være noe smalere, men i størrelsesorden 30 meter i begge tilfeller. Det normale for dagens mastetype er et ryddebelte på ca. 30 meter, se Figur 4. Den eksisterende ledningen kan under særskilte omstendigheter rives før den nye er bygget, men dette må avklares med lokal kraftverkseier og netteier ettersom det innebærer innestengt produksjon og redusert forsyningssikkerhet. Det vil primært måtte etableres en trasé som i hovedsak går parallelt med eksisterende. Det er imidlertid planlagt at 7 km av ledningen må bygges i ny trasé med hensyn til bebyggelse.

1.2.1.2 Alternativ 2

Tilknytning til Jämtkrafts nett i Sverige, Enafors, via en egen produksjonsradial. For dette alternativet må det søkes utenlandskonsesjon, samt egen konsesjon for nettet på svensk side. Masttypen vil være mellom 12-18 meter høye. Avstand mellom ytterfaser vil være omtrent 9 meter, med et rydde- og rettighetsbelte på omtrent 29 meter, se Figur 4.



alternativ 1 -
nettilknytning Stjørdal



alternativ 2 -
nettilknytning Sverige

Figur 4 Mastetyper brukt ved nettilknytning (1947 Vestavind Kraft AS v/Multiconsult)

2. ALTERNATIVE LØSNINGER

2.1 Utgangspunkt

Med utgangspunkt i forhåndsmeldingen /1/ foreligger det to hovedalternativer for nettilknytning av Kopperaa vindpark som beskrives i det følgende.

1. 132 kV forbindelse vest til *Eidum transformatorstasjon* sørøst for Stjørdal i Norge
2. 130 kV forbindelse øst til *Enafors fördelingsstasjon* i Enafors via Storlien i Sverige

Begge alternativene innebærer delvis parallelføring med Meråkerbanen. Jernbaneløpene er forelagt traséforslagene og det er ikke gitt særskilte merknader til traséforslaget.

2.2 Merknader

- Nettilknytningen er utredet for inntil 180 MW installert effekt. For internt kabelnett i parken er det imidlertid lagt til grunn den foreliggende eksempellayout for installert kapasitet på 150 MW.
- Ved kryssing av jernbane og riks-/fylkesveg må det søkes tillatelse fra henholdsvis Jernbaneløpene og Statens Vegvesen.
- For linjetrasé parallelt med Meråkerbanen må det i detaljprosjekteringen avklares nærmere
 - hvorvidt det er behov for å søke dispensasjon fra Jernbaneløven § 10, for anlegg som oppføres innenfor 30 m fra sporets midtlinje. Nøyaktig plassering av trasé parallelt med Meråkerbanen må avklares med Jernbaneløpene.
 - hvilke hensyn som må foretas i forhold til status på den planlagte baneelektrifisering.

2.3 Alternativ 1 – Eidum

2.3.1 Dagens situasjon

Eksisterende 132 kV forsyning til Meråker, som går fra Eidum transformatorstasjon til Tevla kraftverk, er en radiell forbindelse og eies av regionalnetteier Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Nett (NTE Nett), med unntak av strekningen fra Elkem Meråker til Tevla kraftverk som eies av NTE Energi. Forbindelsen går parallelt med Stjørdalen nord for E14 til Meråker, hvor den krysser dalen og følger sørsiden parallelt frem til Eidum transformatorstasjon.

Forbindelsen fra Eidum til avgreining Elkem Meråker ble rehabilitert i perioden 1992-1993 og består i dag av ca. 49,4 km tremastlinje dimensjonert for 40 °C. Forbindelsen notert som planlagt rehabilitert i 2027 /4/, men nylig gjennomført tilstandskontroll anbefaler en fullstendig utskiftning innen 2019. Det er p.t. ikke kjent når tiltaket planlegges å gjennomføres.

Forbindelsen fra Elkem Meråker til Tevla kraftverk ble etablert i forbindelse med kraftverket og er etablert i forbindelse med kraftverksutbyggingen i 1994. Strekningen er om lag 4,7 km og består av tremastlinje dimensjonert for 40 °C.

Kraftverkene Tevla, Funna og Meråker er tilknyttet forbindelsen Eidum – Tevla og utgjør en samlet generatorytelse på 194 MVA.

Eidum transformatorstasjon eies av Statnett, med unntak av 66 kV anlegget og 66/132 kV transformator som eies av NTE Nett. Det er ikke tilgjengelig kapasitet i eksisterende transformator og forbindelsen mellom Tevla kraftverk og Eidum transformatorstasjon for tilknytning av Kopperaa vindpark. Forsyningssikkerheten i Meråkerområdet er tilfredsstillende. Kraftstasjonene kan kjøres i øydrift.

Kapasiteten for innmating i sentralnettet i Nord-Trøndelag er begrenset i første rekke av Klæbusnippet hvor Statnett har uttalt en grense på 800 MW. I NVEs begrunnelse for konsesjonsvedtak for Sørmarkfjellet vindkraftverk på Nord-Fosen (2009) kommenteres at det for denne grensen er forutsatt ny produksjon fra Fosen mot Namsos som omfatter «60 MW småkraft tilknyttet Tunnsjødal, 400 MW vannkraft og 225 MW vindkraft i Nordland», i tillegg til Ytre Vikna. Dette er forutsetninger som i ukjent grad er endret og det kommenteres videre i NVEs begrunnelse at dette at «Statnett legger til grunn faktisk produksjon og ikke installert effekt i sine beregninger /5/.

2.3.2 Relevante, kjente planer for nettutvikling og produksjon

Jernbaneverket har planer om elektrifisering av Meråkerbanen og vurderer i den forbindelse etablering av en større omformerstasjon i tilknytning til Eidum transformatorstasjon.

Statnett har fått konsesjon for å utvide med ett 132 kV bryterfelt i Eidum transformatorstasjon i forbindelse med første trinn i NTE Nett sin plan for å styrke forsyningen til Stjørdal.

Statnett har en generell strategi om å spenningsoppgradere eksisterende 300 kV forbindelser til 420 kV. Det foreligger imidlertid ingen konkrete planer som berører Eidum transformatorstasjon i dag, men nytt elektroteknisk anlegg som installeres i dag skal normal være tilrettelagt for en slik overgang.

En tilknytning til Eidum forutsetter at tiltak tar hensyn til planlagt utvidelse av 132 kV bryterfelt og koordineres med Statnett i forhold til fremtidig spenningsoppgradering av sentralnettet og Jernbaneverkets planer om elektrifisering av Meråkerbanen.

Småkraftpotensialet som er kjent under utredning i Meråker og Stjørdal utgjør henholdsvis ca. 17,4 MW og 8,6 MW og tilsvarer om lag 91 GWh.

Det foreligger betydelige planer for vindkraft i fylket. Om lag 400 MW (1000 GWh) er gitt konsesjon ut over planene på Fosen, mens konsesjonssøkte og meldte prosjekter utgjør ca. 975 MW (2600 GWh) /4/. Kjente vindkraftverk under utvikling i innlandet som er meldt, men ikke nevnt i NTE Nett sin kraftsystemutredning omfatter Kopperaa, Haugrossåsen (250 MW) og Verdal (Markavola, Sognavola og Hyllfjellet, 225 MW). Prosjektene på Fosen vil tilknyttes sentralnettet og ikke bidra i den regionale kraftbalansen.

Kraftbalansen i fylket utgjør per 2012 et underskudd på om lag 1600 GWh i et middelår /4/ og har den senere tid vist en tiltagende trend. Underskuddet utgjør om lag halvparten av samlet produksjon i Nord-Trøndelag.

Med utgangspunkt i dagens negative regionale kraftbalanse vil Kopperaa vindpark gi et positivt bidrag med 500 GWh, tilsvarende drøyt 30 % av dagens underskudd.

I forbindelse med de planlagte vindkraftverk på Fosen vil det etableres en ny sentralnettforbindelse fra Namsos til Roan på Fosen for tilknytning av ny produksjon. Det foreligger per juli 2012 ingen investeringsbeslutning for vindkraftverkene som vil utløse bygging av forbindelsen til Roan, men sett i sammenheng med eventuell ny vindkraft i Snillfjord i Sør-

Trøndelag vil det være aktuelt å etablere en gjennomgående forbindelse fra Namsos via Snillfjord til Orkdal/Trollheim dersom kraftoverskuddet nord for Klæbu økes ytterligere ut over hva den uttalte grense på 800 MW representerer /6/. En gjennomføringstid på 5 år er angitt i oppdatert investeringsplan /7/, men en slik utbygging vil foregå trinnvis og tidsplanen avhenger av når behovet vil utløses og endelig konsesjon foreligger.

Tilgjengelig kapasitet for innmating av ny produksjon i sentralnettet i Nord-Trøndelag er usikker og avhenger i stor grad av en eventuell investeringsbeslutning for ny vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet, ved siden av øvrige konsesjonsgitte og planlagte produksjonsanlegg.

2.3.3 Behov for tiltak

En prinsippsskisse av 132 kV nettet mellom Eidum transformatorstasjon og Kopperaa vindkraftverk er gitt i vedlegg B.

2.3.3.1 Eidum transformatorstasjon

Det må etableres økt transformatorkapasitet i Eidum transformatorstasjon for å tilrettelegge for økt produksjonsoverskudd i regionalnettet på spenningsnivå 132 kV. I vedlegg F er en oversikt over dagens anlegg, samt omsøkt utvidelse av 132 kV bryteranlegg knyttet til NTE Nett sin planer om styrket forsyning av Stjørdalsområdet. Det er kun gitt konsesjon til ett av de tre omsøkte bryterfelt. Det legges til grunn at ytterligere to felt kan etableres for tilrettelegging for Kopperaa i henhold til tidligere planlagte utvidelse..

For tilknytning til sentralnettet må det påregnes at anlegget må være tilpasset fremtidig overgang til 420 kV og endelig plassering av anlegget og teknisk løsning må avklares nærmere med Statnett i en detaljprosjekteringsfase, som også må ta hensyn til en eventuell forsyning av Meråkerbanen i regi av Jernbaneverket og fremtidig spenningsoppgradering.

I vedlegg G skisseres områder som er aktuelle for de nødvendige utvidelser som omfatter.

- 132 kV bryteranlegg utvides med to felt vest i forlengelsen av eksisterende anlegg.
- 300 kV bryteranlegg utvides med ett felt øst i forlengelsen av eksisterende anlegg.
- Ny transformator etableres øst for eksisterende.
- Flytting av oppstillingsplass
- Kabelanlegg fra 132 kV bryteranlegg til trafo og siste mast. Kabellengde vil kunne endres i forhold til endelig anleggsutforming.

Kabelforbindelse fra siste mast må etableres med fjellboring på anslagsvis 60 m.

Tiltaket innebærer et behov for utvidet areal i stasjon på inntil 1,5 da.

Utvidelse og endring for Eidum transformatorstasjon vil grovt sett omfatte følgende:

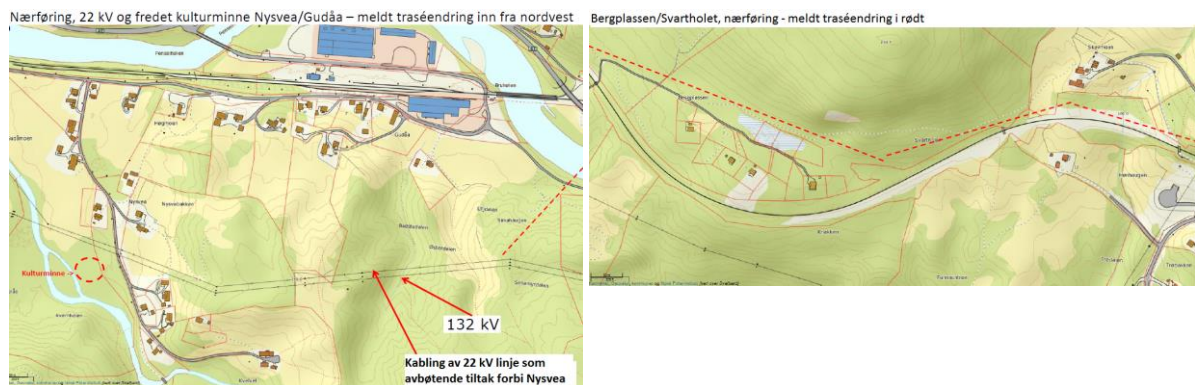
- 132/300(420) kV 190 MVA transformator og transformatorsjakt
- 1 stk. 300 (420) kV utendørs bryterfelt, dobbel samleskinne
- 2 stk. 132 kV utendørs bryterfelt, dobbel samleskinne
- 132 kV innføring for ny linje med jordkabel fra siste mast, ca. 200 m TSLF 3x1x1600 mm² AL eller tilsvarende
- 132 kV jordkabel bryteranlegg til trafo, ca. 180 m TSLF 3x1x1600 mm² AL eller tilsvarende
- utvidelse av kontroll og apparatanlegg
- grunnverv avhengig av plassering av anlegg. Utvidelse er nødvendig.

2.3.3.2 Kraftledning Eidum – Meråker – (Tevla kr.v.) – Kopperaa

Det er ikke kapasitet i eksisterende 132 kV forbindelse mellom Meråker/Tevla kraftverk og Eidum transformatorstasjon. Den primære løsning er å erstatte eksisterende 132 kV ledning med en dobbeltkurs stålmasterledning over en strekning på om lag 52 km av totalt ca. 52,6 km.

Erstatning av eksisterende ledning vil hovedsakelig innebære etablering av en ny masterekke parallelt med eksisterende, for så å rive denne.

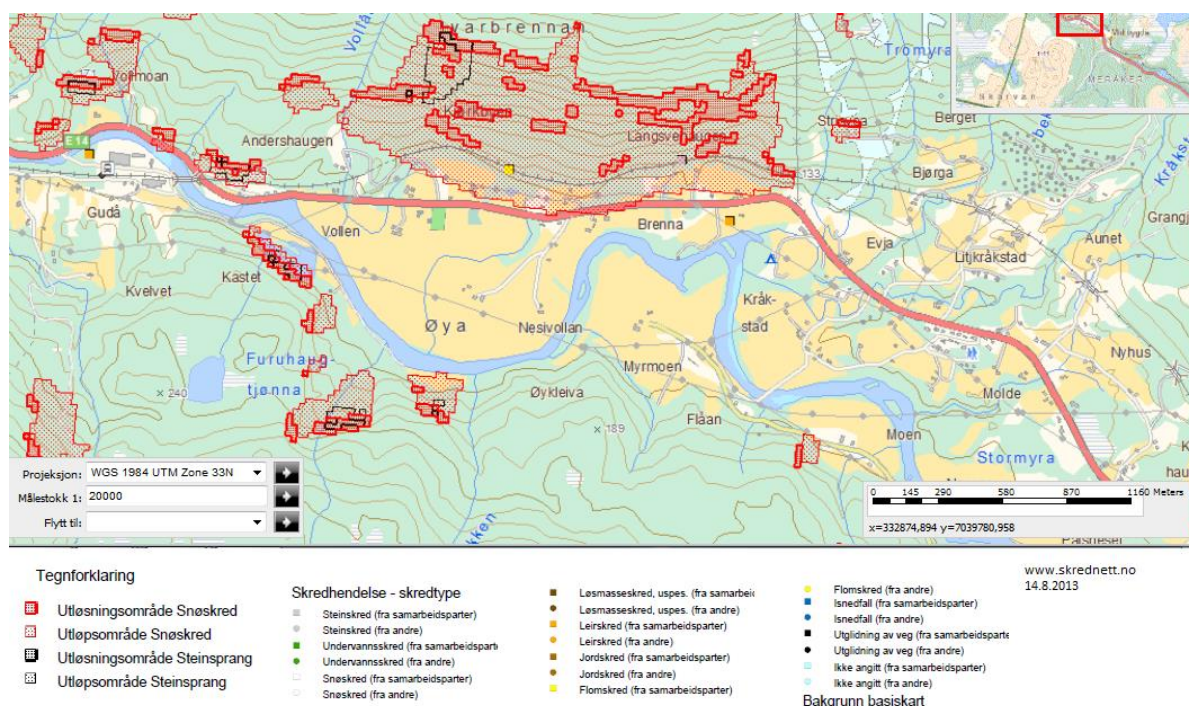
Det er, jamfør vedlegg til forhåndsmeldingen /2/, skissert en omlegging av linjetraseen mellom Kvernmoen og Gudå, som illustrert i vedlegg B med bakgrunn i nærføringskonflikt med eksisterende bebyggelse. Ved en slik omlegging må det imidlertid beholdes en T-avgreining fra Kvernmoen til Funna kraftverk. Funna kraftverk er også i dag tilknyttet på en T-avgreining, men denne vil forlenges fra ca. 35 m til ca. 410 m i eksisterende trasé alternativt parallelt til denne. Det er videre identifisert 4 utskilte tomter ved Svartholet/Bergplassen som iht. tilgjengelige kartdata er ubebygd og som vil kunne berøres vesentlig av omlagt trasé, samt fredet kulturminne og nærføringsutfordringer ved Nysvea som vil kunne innebære konflikt.



Figur 5 Potensiell nærføringskonflikt ved Nysvea og Bergplassen

Også ved Kvernbecken vil nærføring gjøre parallelføring til eksisterende masterekke uaktuelt. En etablering i eksisterende trasé kan videre innebære at én bolig vil kunne komme innenfor utredningsnivå knyttet til elektromagnetiske felt. En omlegging av trasé fra avgreining til Meråker kraftverk bør foretas, som skissert i vedlegg D.

Forslaget til omlegging av trasé krysser gjennom to områder område registrert innenfor utløsningsområde/utløpsområde for skred ved henholdsvis Kjørkbyen sør for Ivarbrennan (ca. 1,8 km) og Andershaugen (ca. 250 m), hvor sistnevnte område også er registrert med fare for steinsprang. Områdene befinner seg nord for Meråkerbanen. Det er kun registrert én hendelse i området knyttet til flomskred ved jernbanetraseen.



Figur 6 Skredkart Kjørkbyen og Andershaugen (www.skrednett.no)

Forsyningssikkerheten i Meråker er per i dag ivaretatt gjennom mulighet for øydrift med eksisterende kraftverk. Det har vært dialog med NTE Nett for å avklare hvorvidt man kan foreta utskiftning av eksisterende master i eksisterende trasé i de mest utfordrende områder beskrevet i det foregående og derav unngå de nærføringsutfordringer en etablering av en parallell masterekke ville innebære. Langvarig øydrift er uønsket, men over korte tidsrom kan dette gjøres. Midlertidige forbikoblinger er kostbart og utgjør en økt sannsynlighet for feil. Midlertidig utkobling knyttet til tiltak i linjeforbindelsen vil kunne innebære midlertidig innestengt produksjon fra berørte kraftverk. Det er likevel rimelig å anta at dette i liten grad vil avvike fra hva som vil være tilfelle med en ren reinvestering av anlegget.

NTE Nett har for øvrig bekreftet at det ikke foreligger incentiver eller erfaringer som for deres del vil ha fordel av endring av dagens trasé.

Behovet for omlegging av linjetrase ved etablering av ny dobbeltkurs masterekke for tilknytning av Kopperaa vindkraftverk til Eidum transformatorstasjon er per 14.8 ikke avklart fra NTE Nett sin side.

Ved omlegging av linjetrase må det i prosjekteringsfasen avklares hvorvidt det foreligger et nærmere behov for tiltak knyttet til ras- og skredfare. En evaluering bør samtidig omfatte i hvilken grad risikonivået kan anses å berøre forsyningssikkerheten, som for øvrig ikke vil reduseres som følge av øvrige tiltak.

Linjen fra Kopperaa vindkraftverk vil føres felles på felles mast med NTE Energi fra avgreining Elkem Meråker til om lag 600 m før Tevla kraftverk på tremaster. Derfra til Eidum på dobbeltkurs stålmastledning.

Aktuelle mastetyper for alternativ 1 er beskrevet i Tabell 2.

Tabell 1 Mastetyper og ledertverrsnitt alt. 1

Strekning	Eidum – ca. Tevla kr.v.	Tevla kr.v – Kopperaa vp
Spenningsnivå	132 kV	132 kV
Lengde	52 km	6,6 km
Mastetype	Dobbeltkurs stålmast	Tremast med kryssavst. el. Riegler
Typisk mastehøyde ¹	23-30 m	12-18 m
Typisk rydde- /byggeforbudsbelte ²	27-29 m	28-30 m
Typisk avstand mellom ytterfaser	9 m	9 m
Tverrsnitt	AL59-594 / AL59-444	AL59-594

2.3.4 Eierforhold

Eierskap i forhold til kraftledning er uavklart. NTE Nett er regionalnetteier for berørt nett og område og er i prosess med å avklare deres strategi knyttet til eierskap til produksjonsrelatert nett. Videre vil tilknytningspunkt for Kopperaa vindkraftverk være Eidum transformatorstasjon via en masterekke felles med NTE Nett.

NTE Energi eier i dag 132 kV linjen fra avgreiningspunkt Elkem Meråker til Tevla kraftverk. En situasjon hvor to energiprodusenter har et felles eierskap til en felles masterekke er ikke ønskelig, ettersom sådan anlegg omfatter en funksjon som er tillagt nettselskap.

Spørsmålet om eierskap må avklares for alternativ 1 i forhold til produksjonsanlegg og fellesføringer, herunder 132 kV kraftledninger eid av NTE Energi og NTE Nett.

Statnett SF er eier av Eidum transformatorstasjon. For tiltakene som er nødvendige, overordnet betraktet ny 132/300(420) kV transformator og der tilhørende bryterfelt, må grensesnitt for eierskap avklares videre.

E.ON vil stå som søker av ny 132 kV linje og de tiltak som er nødvendig i eksisterende 132 kV linje Eidum – Tevla. Man regner imidlertid med at konsesjonene vil overføres NTE Nett i tråd med deres fremtidige strategi for eierskap.

E.ON vil stå som søker av ny 132/300(420) kV transformator og bryterfelt. Grensesnitt må avklares i det videre med Statnett SF. Ettersom tiltaket vil kunne tilrettelegge for en fremtidig spenningsoppgradering, vil man kunne anta en viss nytteverdi for Statnett.

2.4 Alternativ 2 – Enafors (Sverige)

2.4.1 Dagens situasjon

Jämtkraft Elnät (JE) er regional netteier i store deler av Jämtland i Sverige, deriblant området Storlien som grenser til planområdet for Kopperaa vindpark i øst/10/.

Storlien er i dag forsynt med én 20 kV (40 kV) linje fra deres regionalnettstasjon i Enafors om lag 12 km unna. Som reiselivsdestinasjon er Storlien i utvikling med betydelig forventet forbruksøkning, slik at Jämtkraft oppfatter en styrket forsyning på 132 kV å være positivt /9/ og har en interesse i dette /11/.

¹ For master uten topline

² Ved behov for lange spenn kan dette økes

Regionalnettstasjon Enafors er tilknyttet sentralnettstasjon Høgåsen med om lag 0,8 km lang 130 kV ledning. /9/

Svenska Kraftnät (SvK) har ikke endelig bekreftet ledig kapasitet i sentralnettet for ytterligere innmating, men har p.t. gitt positive signaler.

2.4.2 Relevante, kjente planer nettutvikling og produksjon

Jämtkraft har en målsetning om å erstatte eksisterende nett på 40 kV med nytt 130 kV i regionen. Eksisterende nett utbygd for ca. 40 år siden og har for liten kapasitet for å ta fremtidige, forventede effektøkninger. Opprustingen påbegynte i 2007 mellom Duved og Enafors, mens 40 kV nettet mellom Storlien og Enafors er planlagt å bygges om rundt 2020-2025 avhengig av omfang og fremdrift for nærings- og turistutviklingen i området. Jämtkraft ser en stor samfunnsøkonomisk nytte i å gjennomføre opprustingen i sammenheng med nettilknytning av vindkraftverket. Som en del av opprustningen vil Jämtkraft bygge en ny 130 kV transformatorstasjon i Storlien. /20/

Det er ingen kjente planer for ny produksjon som tilknyttes berørt nett mellom Meråker og Enafors.

2.4.3 Konsesjonssøknad nett Sverige

I Sverige omsøkes normalt konsesjon for nettilknytning av vindparker i etterkant av endelig konsesjon for selve vindparken. Det innebærer at ny kraftledning på svensk side med dertil trasé og øvrige nødvendige tiltak ikke er endelig utredet.

Jämtkraft Elnät har imidlertid utført forundersøkelser og igangsatt en informasjonskampanje mot berørte parter og grunneiere. Behov for nettmessige tiltak vil i det følgende være basert på de foreliggende forundersøkelser.

2.4.4 Konsesjon for utenlandshandel

En kryssende kraftledning over grensen til Sverige innebærer at man må inneha en konsesjon for utenlandshandel jamfør Energiloven § 4-2 (Utlandsforbindelser). I 2013 ble det gjennom en lovendring av § 4-2 presisert at slik konsesjon «*bare kan gis til den systemansvarlige*». Det er uklart hva denne lovendringen i praksis betyr for et tilfelle som Kopperaa vindkraftverk.

Det har vært kontakt med OED i forbindelse med vurdering av nettilknytningen mot Sverige, deriblant er det sendt et informasjonsbrev i januar 2013 med ønske om nærmere avklaringer om prosessen. Det er per november 2013 ikke mottatt tilbakemelding fra OED.

2.4.5 Behov for tiltak

Et forenklet enlinjeskjema er gitt i vedlegg H for alternativ 2. Enlinjeskjemaet tar utgangspunkt i 2 stk. transformatorer i vindparken. Det er ikke avklart hvorvidt et slikt behov foreligger.

2.4.5.1 Enafors regionalnettstasjon

For tilknytning av en ny 130 kV ledning i Enafors er det behov for utvidelse av dagens bryterfelt. En løsning er skissert i vedlegg M.

2.4.5.2 Kraftledning Enafors (Høgåsen)

For tilknytning av Kopperaa vindkraftverk til Jämtkraft Elnät sin regionalnettstasjon i Enafors må det etableres en ny 130 kV kraftledning fra vindparken. Det er identifisert to traséalternativer i Sverige jamfør vedlegg I og J som innebærer en total lengde på 24,5-26 km.

På norsk side vil kraftledning føres fra trafostasjon syd til Meråkerbanen og følge denne parallelt til riksgrensen, totalt ca. 6 km.

Fra riksgrensen følger traseen enten parallelt langs E14 eller noe lengre sør for denne til aktuell fremtidig plassering av en regionalnettstasjon i Storlien. Fra Storlien etableres ny 130 kV linje parallelt med eksisterende 20 (40) kV linje til Enafors. Totalt traselengde i Sverige vil være om lag 18,5-20 km hvorav ca. 12 km vil være parallelføring til eksisterende kraftledning.

Ledertverrsnitt og mastetyper vil tilsvare Tabell 2.

Tabell 2 Mastetyper og ledertverrsnitt alt. 2

Strekning	Kopperaa vp – riksgrensen	Riksgrensen – Storlien ³	Storlien – Enafors ⁴
Spenningsnivå	130 kV	130 kV	130 kV
Lengde	6 km	Ca. 6-7 km	Ca. 12-13 km
Mastetype	Tremast med kryssavst. el. Riegler	Tremast med kryssavst. el. Riegler	Tremast med kryssavst. el. Riegler
Typisk mastehøyde ⁵	15-20 m	15-20 m	15-20 m
Typisk rydde-/byggeforbudsbelte ⁶	29-30 m	29-30 m	29-30 m
Tverrsnitt	AL59-594	AL59-594	AL59-594

For 130 kV linjen mellom Enafors og sentralnettstasjon Högåsen er det ikke avklart hvorvidt det av kapasitetshensyn er behov for oppgradering av 0,8 km linje.

2.4.6 Eierforhold til kraftledning

Jämtkraft Elnät vil stå som søker og eier av kraftledning på norsk side. /11/
Eierskap til transformatorstasjon i vindparken er ikke avklart. E.ON står som søker p.t.

2.4.7 Sammenkobling mellom regionalnett

Det foreligger per i dag ikke et behov for sammenkobling mellom Norge og Sverige på regionalnettnivå i Meråker. Forsyningssikkerheten i regionen er fra NTE Nett vurdert å være tilfredsstillende og har ikke signalisert et behov.

2.5 Transformatorstasjon vindpark

Intern trafostasjon i vindparken vil omfatte transformator(er), bryteranlegg, SCADA, internforsyning og høyspent apparatanlegg, eventuelt reaktiv kompenseringsanlegg. Normalt samlokaliseres dette med servicebygg som omfatter sanitæranlegg, verksted/lager og oppholdsrom.

Nødvendig flateareal er i størrelsesorden 300 m² i tillegg til nødvendig parkerings- og losseplass. Totalt arealbehov vil være ca. 2 daa.

³ Avhenger av Jämtkraft Elnät og konsesjonsvilkår Sverige

⁴ Avhenger av Jämtkraft Elnät og konsesjonsvilkår Sverige

⁵ For master uten toppline

⁶ Ved behov for lange spenn kan dette økes. På svensk side benytter Jämtkraft normalt 40 m, men vil forholde seg til norske normer for den delen av ledningen som vil forefinnes på norsk side av grensen.

2.5.1 Foreløpige skisser

Jämtkraft har utarbeidet foreløpige skisser for to separate stasjonsbygg for 130 kV og 22(33) kV som er gjengitt i henholdsvis vedlegg K og L. For stasjonsbygg for transformator og 130 kV bryteranlegg er det tatt utgangspunkt i 2 transformatorer med dertil tre bryterfelt 130 kV. Byggene slik de er skissert vil ha et flateareal på henholdsvis ca. 400 m² og 110 m² eks. servicebygg og vil kunne romme 2 stk. transformatorer og 3 luftisolerte innendørsanlegg. Det bemerkes at videre kostnadsberegninger legger til grunn en enklere løsning med 1 stk. transformator og 1 stk. kombinert bryterfelt for linje og trafo.

2.5.2 Plassering

Med utgangspunkt i planområdet og foreløpig turbinplassering er det funnet hensiktsmessig å ha ulik plassering av transformatorstasjon for de to alternative nettilknytninger. Dette gjøres som følge av en avveining mellom mengden kraftledning innenfor planområdet, adkomstmuligheter og produksjonens forventede (geografiske) tyngdepunkt. Plasseringer fremgår av vedlegg E.

I alternativ 1 foreslås en plassering av transformatorstasjon mellom Støttingsgrya og nordenden av Støttingdalen mot høyde 797.

I alternativ 2 foreslås en plassering av transformatorstasjon ved flaten mellom Slægda og Flætan. Stasjonen kan trekkes fortrinnsvis mot nordøst for å redusere eventuell silhuett.

2.5.3 Transformator

For 180 MW installert effekt i Kopperaa vindkraftverk vil det normalt være tilstrekkelig med en transformatorytelse på ca. 190 MVA med trinnkobler for å håndtere den påkrevde reaktive ytelsen ($\cos \varphi = 0,95$ induktivt og kapasitivt). Dette er imidlertid noe avhengig av vindparkens tilknytningspunkt og evt. behov for ytterligere evne til reaktiv kompensering.

I tillegg bør det omsøkes at transformatorytelsen fordeles på én transformator á inntil 190 MVA eller to transformatorer á inntil 95 MVA. Endelig valg må foretas i forhold til adkomstmuligheter og risikovurdering med hensyn til innestengt produksjon ved transformatorfeil. For en transformator med ytelse 190 MVA må det påregnes en transportvekt på opp mot størrelsesorden 180-190 tonn. Transformatorfeil forekommer relativt sjeldent, men kan i lys av en risikobetraktning i forhold til potensielt tapt produksjon bidra til å underbygge to transformatorer. Enhetskostnad per installerte MVA må imidlertid påregnes noe høyere, ved siden av behovet for ekstra bryter og byggearbeider. Dette er ikke inkludert estimat for investeringskostnader.

2.5.4 Bryteranlegg

I forbindelse med fare for nedising og mulighet for adkomstutfordringer bør det benyttes et innendørs bryteranlegg for 132 (130) kV /12/. GIS-anlegg vil kunne innebære vesentlig mindre bygningsmasse, men har historisk sett gitt høyere total kostnad og kan være utfordrende med tanke på drift- og vedlikehold. I det videre er det forutsatt luftisolert anlegg, men begge løsninger bør omsøkes for å gi rom for bygningsmessige tilpasninger og nærmere evaluering av kostnadsnivå i detaljprosjekteringsfasen.

2.6 Kabel som alternativ til luftledning

For Kopperaa vindkraftverk vil man ha behov for en overføringskapasitet på minimum 840 A, hvilket indikerer et kabeltverrsnitt på 1400-1600 mm². Historiske kostnadsdata for kabelanlegg på 132 kV er høyst varierende. Dette kommer nok i stor grad av stedlige forhold som grunnforhold, adkomst og restriksjoner på byggeplass, ikke nødvendigvis materiell.

Med utgangspunkt i offentlige kostnadskataloger og andre erfaringstall må det påregnes en kostnad på om lag 4 MNOK/km kabel, avhengig av grunnforhold og total lengde for kablet strekning. For kabling av kortere delstrekninger må det påregnes høyere enhetskostnader. Ved innskutte kabellengder vil kabel-endemaster måtte etableres til en enhetskostnad i størrelsesorden 0,7 MNOK/stk. I henhold til NOU 1995:20 oppfattes at man ikke kan forsvare merkostnad for kabling av delstrekninger som et tiltak mot konsekvens for elektromagnetiske felt.

Stortinget har tatt stilling til kabel som alternativ til luftledning i forhold til vurdering av miljø og estetiske hensyn i St. prp. nr. 19 (2000-2001) og som oppfattes videreført i Ot. prp. nr. 62 (2008-2009).

«Kabling av kraftledninger er særleg aktuelt ved spenningar under 66 kV. For 132 og 66 kV blir normalt luftledning valt. I spesielle tilfelle med sterke verneinteresser eller store estetiske ulemper, kan ein velje kabling på kortare strekk.» St. prp. nr. 19 (2000-2001)."

For Kopperaa med nettilknytning mot Sverige vil planlagt linjetrasé følge eksisterende infrastruktur, med unntak av strekningen mellom planområdet og jernbanen. Dersom det skal kables i samme trasé må det også legges til grunn nødvendig adkomst, samt påregnes økte kostnader knyttet til etablering av grøfter på grunn av grunnforholdene. Dersom planlagt adkomstvei og eksisterende veier skal benyttes vil trasélengden på norsk side bli ca. 8,8 km mot ca. 6 km for luftlinjetrase. Oppsummert ansees det ikke hensiktsmessig å benytte 132 kV jordkabelanlegg på hele eller deler av strekningen på norsk side, med unntak av eventuell innføring til Eidum sentralnettstasjon i alternativ 1 grunnet liten plass.

2.7 Kostnadsoverslag fordelt på hovedposter

For alle kostnadsberegninger er kostnadsnivå referert til 2012. For øvrig er følgende hovedparametere lagt til grunn, Tabell 3.

Tabell 3 Hovedparametere nåverdberegning

Tapskostnad	0.35	kr/kWh
Bruktid bel.tap	1 800	h
Intern rente	4.5 %	
Økonomisk levetid	20	år
Årlige D&V-kostnad	1.5 %	anleggskost

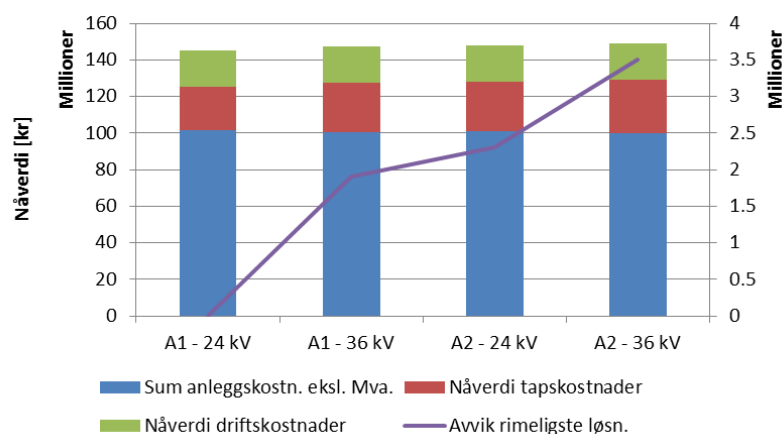
2.7.1 Internnett

Det er foretatt en beregning av investeringskostnader, tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader for internt forsyningsnett i Kopperaa vindkraftverk for spenningsnivåene 24 kV og 36 kV. Dette er vurdert for begge alternativer for trafoplassering. Kriteriene og begrensningene som det er tatt hensyn til fremgår av vedlegg N sammen med beregnede kostnader. Det er her lagt til grunn den eksemplayout som foreligger med 150 MW installert effekt.

Usikkerheten for de investeringskostnader er anslått til -10 % til + 15 %.

En sammenstilling av løsningene er gitt i Figur 7 og viser samlede investeringskostnader i internnettet til og med effektbryter i transformatorstasjon i størrelsesorden 90 MNOK inkludert turbintransformator og bryterfelt uavhengig av løsning. Man må påregne minimum 4-6 kurser avhengig av spenningsnivå.

Spenningsnivå 24 kV viser marginalt lavest nåverdi, men det er samtidig usikkerhet knyttet til den senere prisutviklingen på 36 kV-anlegg ved siden av at avviket er betydelig mindre enn usikkerhetsnivået. Det anbefales at det omsøkes både 24- og 36 kV som spenningsnivå i internnettet i Kopperaa vindkraftverk, og at det foretas et valg i detaljprosjekteringsfasen basert på faktiske kostnader på investeringstidspunktet. Med 180 MW installert effekt er det forventet at 36 kV vil være den foretrukne løsning.



Figur 7 Nåverdiberegning for transformatorplassering og merkespenning 24 kV og 36 kV

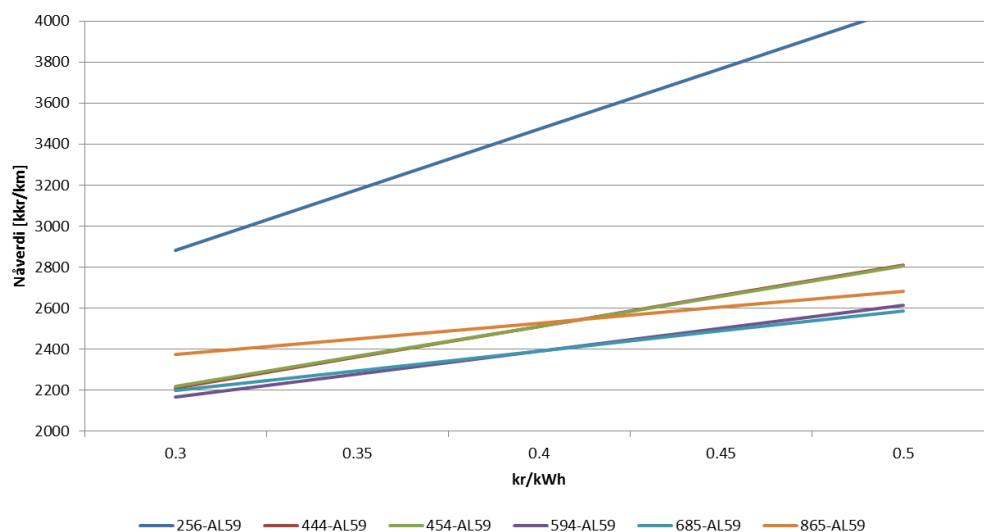
2.7.2 Nettilknytning

Kostnadsanslagene for alternativ 1 og 2 tar utgangspunkt i 180 MW installert effekt og 33 kV spenningsnivå i internt kabelnett. En oversikt over kostnadsanslaget er gitt i vedlegg O.

Kostnad for transformatorstasjon i vindparken i både alternativ 1 og 2 omfatter 190 MVA krafttransformator inklusive montasje, plassert utendørs i tilknytning til servicebygg, innendørs 130(132) kV bryterfelt kombinert linje- og trafobryter, innendørs 33 kV bryteranlegg med 2 avganger for kraft- og stasjonstransformator. Bryterfelt for utgående kabelnett inkludert i post 2 for internnettet, sammen med turbintrafo og bryterfelt i tårnbunn. For øvrig er kostnader knyttet til tomt, servicebygg, montasje og test av anlegget inkludert. Sintef Planboken og erfaringskostnader er lagt til grunn.

Eventuelt anlegg for reaktiv kompensering er ikke inkludert og vil eventuelt omfatte 33 kV bryterfelt samt kompenseringsenhet.

Det er usikkerhet knyttet til krysningspunkt med jernbane på svensk side. Dersom det påkreves jordkabelanlegg i krysningspunkt vil det påløpe ytterligere kostnader i størrelsesorden 4-5 MNOK.

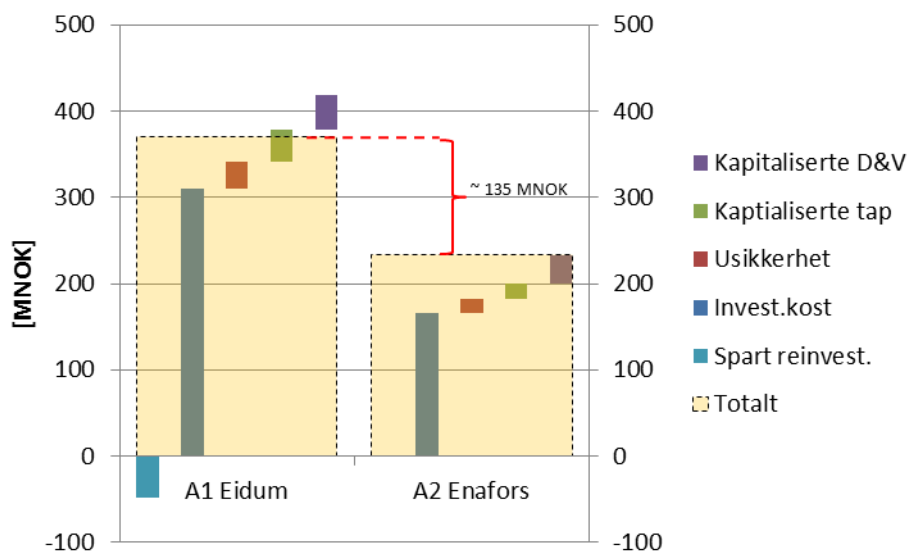


Figur 8 Teknisk-økonomisk vurdering av linjetverrsnitt over 20 år, brukstid tap 1800 timer og 1,5 % D&V-kost.

2.7.3 Nåverdi

For internnett og transformatorstasjon vil kostnadsnivået vil være tilnærmet identisk i begge alternativer jamfør henholdsvis kapittel 2.7.1 og vedlegg O.

For nettilknytningen er det en vesentlig kostnadsforskjell mellom alternativ 1 og 2. Alternativ 1 har en investeringskostnad om lag 145 MNOK høyere enn alternativ 2 grunnet vesentlig lengre ledning, dobbeltkurs stålmast (kontra enkeltkurs i alternativ 2) og behovet for økt transformatorkapasitet i Eidum sentralnettstasjon. Det er noe høyere tapkostnader, men sparte reinvesteringskostnader knyttet til eksisterende Eidum – Meråker – Tevla i størrelsesorden 48 MNOK vil nåverdien for alternativ 1 være ca. 135 MNOK høyere enn alternativ 2.



Figur 9 Nåverdiregning for nettilknytning og internnett

2.8 Andre løsninger som ikke omsøkes

Det er sett på en alternativ trasé på norsk side av grensen i alternativ 2 som i større grad følger E14. Alternativet er imidlertid forkastet grunnet potensiell konflikt med utvikling av området ved Teveltunet og lokal eiendomsutvikling, ved siden av noe lengre trasé.

2.9 Elektromagnetiske felt

2.9.1 Innledende definisjoner og usikkerhet

Når elektriske ladninger er i bevegelse, eksempelvis når det overføres energi i elektriske anlegg, vil det oppstå et magnetfelt. Dette er prinsipielt det samme fenomenet som får nåla i kompasshuset til å peke nord/syd. Magnetfeltets styrke, flukstetthet, angis i mål størrelsen *Tesla* [*T*], men oppgis normalt i *mikrotesla* [μT] eller en milliontedels Tesla. Opphavet til disse benevnelsene er av mer praktiske årsaker, da størrelsene som opptrer i og med relevans til magnetfelt og helse er av relativ små størrelser. Elektriske ladninger i bevegelse går ofte under benevnelsen strøm.

I den elektriske energiforsyningen benyttes i hovedsak vekselstrøm, da både av historiske og tekniske årsaker. Her kan man se for seg at de elektriske ladningene foretar et retningsskifte ca. 50 ganger per sekund, ekvivalent med at frekvensen er 50 Hz. Herav kommer begrepet tidsvarierende magnetfelt.

Grenseverdier for eksponering mot elektromagnetiske felt er i dag fastsatt av myndighetene med bakgrunn i eksisterende kunnskap knyttet til målbare effekter på menneskekroppen. Disse grenseverdiene settes betydelig lavere for å ta høyde for ikke kjente fenomener.

Utredningsnivået for eksponering mot elektromagnetiske felt settes lavere enn grenseverdiene. Hensiktene med dette er å sørge for at det skal søkes løsninger for gjennomføring av tiltak hvor elektromagnetiske felt inngår som et av kriteriene for beste løsning. I sammenheng med foreløpig begrenset forskningsresultater, kan dette sees på som en håndtering av usikkerhet knyttet til helsepåvirkning. I tilfeller hvor et tiltak vil medføre eksponering over utredningsnivået skal det gjøres en vurdering der virkningen av tiltaket skal sees i forhold til blant annet andre ulemper og kostnader.

Utredningsnivå og grenseverdi vurderes i denne sammenheng som et årlig gjennomsnitt.

Usikkerhet ved beregnede magnetfelt er i hovedsak knyttet til følgende:

- Strømføring over året, gitt av spenningsnivå og energioverføring.
- Plassering/orientering av de elektriske ledninger, basert på tekniske kriterier, lokale forhold og risikovurdering.

2.9.2 Grenseverdier og utredningsnivå

Basert på dagens kunnskap vedrørende akutte helseskadelige effekter knyttet til tidsvarierende magnetfelt, er gjeldende grenseverdien satt til 200 μT . For varig eksponering er det imidlertid innført et utredningsnivå på 0,4 μT , som er basert på indikasjoner fra eksisterende forskningsresultater /13/.

Tabell 4 oppsummerer grunnlaget for vurdering av magnetfelt for anlegg i den elektriske energiforsyningen. Negativ påvirkning for miljø og samfunn vil være knyttet til om det elektriske overføringsanlegget vil medføre en potensiell helserisiko, samt hvorvidt det kan implementeres avbøtende tiltak og dets eventuelle ulemper.

Tabell 4 Grenseverdier og utredningsnivå knyttet til magnetiske felt

Alle størrelser angitt i [μT]	Tidsvarierende magnetfelt
Utredningsnivå	0,4
Grenseverdi	200

2.9.3 Forutsetninger for beregninger

For beregning av magnetfelt fra overføringslinje er det forutsatt 180 MW installert effekt i vindparken. Man legger til grunn en evne til reaktiv kompensering tilsvarende $\cos \varphi = 0,95$ induktivt og kapasitivt og en driftsspenning på 130 kV i begge alternativer. Dette gir en maksimal strømføring tilsvarende

$$I_{ac,max} = \frac{S_{ac}}{U_{ac}} = \frac{\frac{180}{0,95} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 130 \text{ kV}} \approx 840 \text{ A}$$

Maksimal energiproduksjon er i henhold til melding oppgitt til 506 GWh årlig. Herav estimeres gjennomsnittlig strømføring over året til å tilsvare om lag 260 A for vindkraftverket.

For eksisterende produksjon og forbruk som er tilknyttet 132 kV-nettet er det lagt til grunn at dette tilknyttet egen kurs. Et estimert et bidrag til årsgjennomsnittlig strømføring på kurs fremgår av Tabell 5.

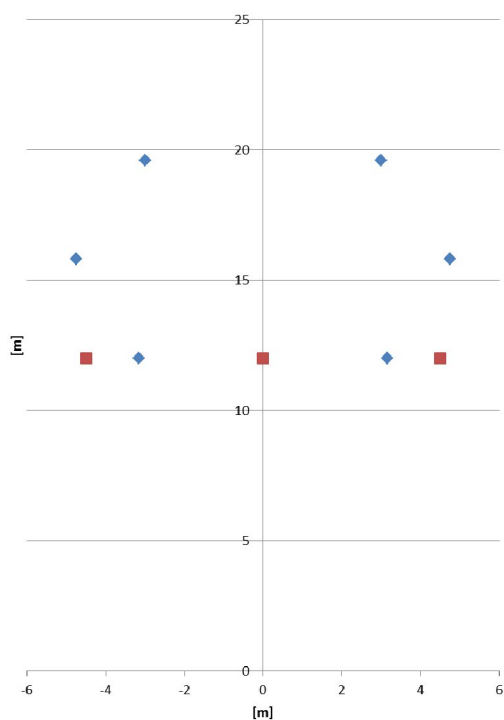
Tabell 5 Forutsatt årsgj.snitt bidrag fra eksisterende kraftverk

Kr.v	Årsproduksjon [GWh]	I gj.snitt [A]
Tevla	98	51
Meråker	436	223
Funna	69	36

Generelt vil man med en dobbeltkurs kunne oppnå mindre utbredelse av magnetfelt enn for en enkeltkurs ettersom fasene er tettere og man kan orientere fasene slik at magnetfeltet i større grad konsentreres nærmere masterekkene. Faktisk årsgjennomsnittlig magnetfeltstyrke for linjeseksjonene med dobbeltkurs må ansees å være usikker da også driftsmønstre for kraftverkene vil påvirke resultatet. Herav er det foretatt en konservativ tilnærming der lastuttaket og tap som vil redusere strømføringen ikke er hensyntatt.

For mastekonfigurasjon forutsettes en typisk enkeltkurs tremastlinje og dobbeltkurs stålmastlinje for 132 kV med lederavstander som illustrert i Figur 10. Tremastene har planoppheng med 4,5 m mellom hver fase og gjennomsnittlig høyde mellom fase og jord lik 12 m. For stålmastene er det benyttet en avstand mellom ytterste faser på 9,5 m og en høyde på ca. 3,8 m mellom fasene.

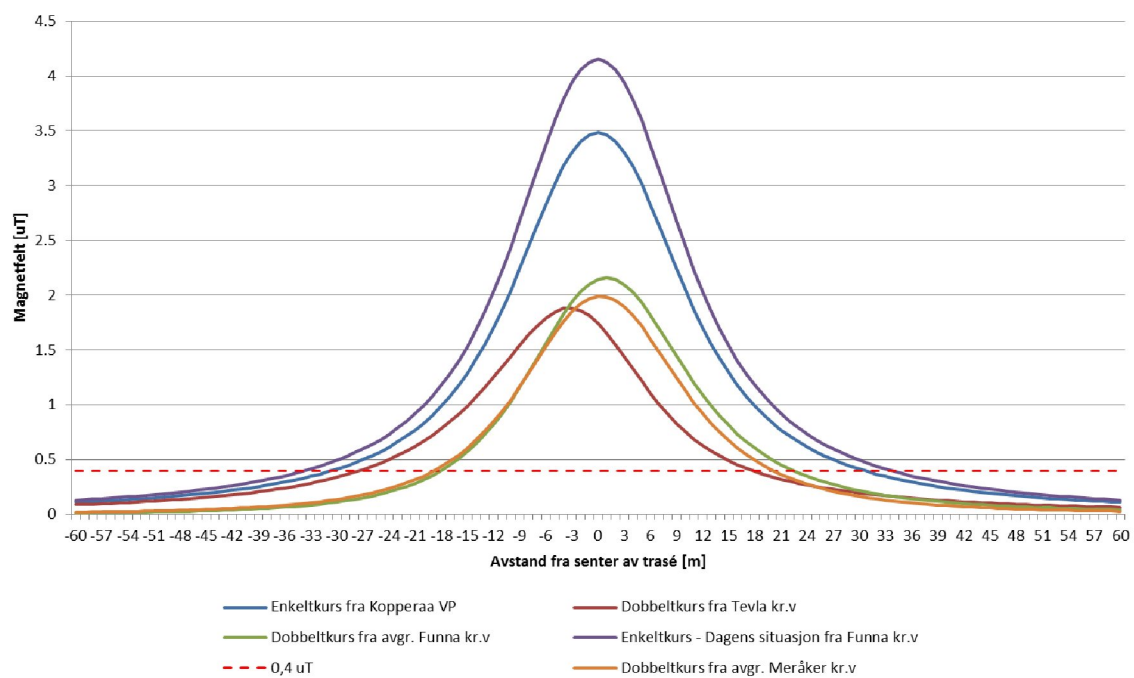
Magnetfeltberegning utføres i en høyde på 2 m over jord.



Figur 10 Mastekonfigurasjoner

2.9.4 Magnetfeltberegninger for alternativ 1

Årsgjennomsnittlig magnetfelt i avstand fra senter av overføringslinjen er gjengitt i Figur 11. Utredningsnivå på $0,4 \mu\text{T}$ nås ved avstand som angitt i Tabell 6. Det kan observeres en forventet reduksjon av magnetfeltet for linje fra Funna mot Eidum mot dagens situasjon.



Figur 11 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindkraftverk (180 MW) mot Eidum

Tabell 6 Avstand fra senter av linjetrasé til utredningsnivå 0,4 uT

Linjeseksjon	0,4 uT nås i en avstand på [m]		Totalt
	Fra venstre	Fra høyre	
Enkeltkurs fra Kopperaa VP	-30	30	60
Dobbeltkurs fra Tevla kr.v	-28	18	46
Dobbeltkurs fra avgr. Meråker kr.v	-19	20	39
Dobbeltkurs fra avgr. Funna kr.v	-18	22	40
Enkeltkurs - Dagens situasjon fra Funna kr.v	-34	34	68

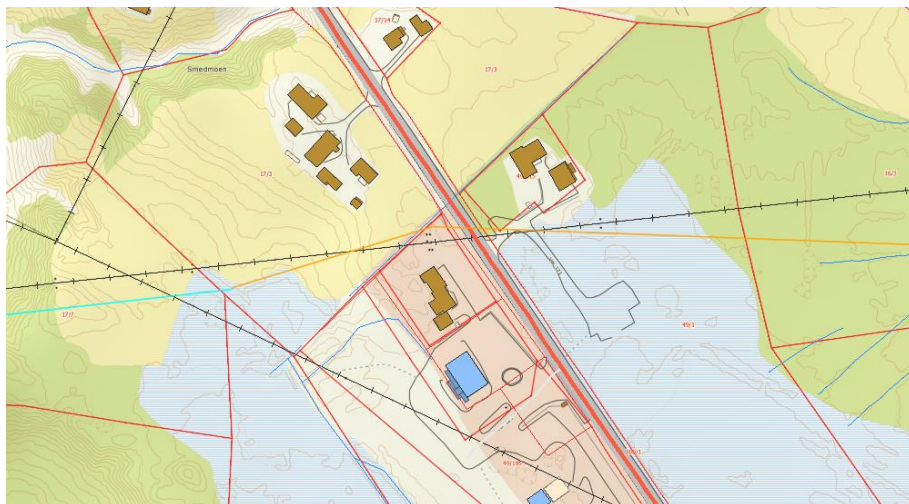
Det er sett på to ulike løsninger for tilknytning, et alternativ hvor traseen legges om fra i dag mellom Meråker og Gudå, parallelt med Meråkerbanen nord for Meråker, og et alternativ hvor dagens trasé gjenbrukes. I Tabell 7 og Tabell 8 fremgår bygningenes avstand til senter av linjetrasé for inntil 100 m.

Med en omlagt trasé, Nord, vil i alt 130 bygninger ligge innenfor 100 m av linjetraseen, herav 31 boliger og 12 fritidsboliger. Ingen bygg for varig opphold eller boliger er registrert innenfor 30 m avstand. Konflikt knyttet til elektromagnetiske felt vurderes å være lav.

Tabell 7 Traséalternativ Nord, omlegging av dagens 132 kV linje ved Meråker

Avstand (m)	Bolig	Fritids-bolig	Kontor/ tj.ytende	Uthus/ lager/ anneks	Sum
0-10	0	0	0	0	0
11-20	0	0	0	2	2
21-30	0	0	0	4	4
31-40	4	0	0	7	11
41-50	3	2	1	11	17
51-60	6	0	1	12	19
61-70	4	3	1	7	15
71-80	7	5	1	8	21
81-90	3	0	1	18	22
91-100	4	2	0	13	19
Sum	31	12	5	82	130

Med gjenbruk og parallelføring med dagens trasé, Sør, vil i alt 88 bygninger ligge innenfor 100 m av linjetraseen, herav 17 boliger og 7 fritidsboliger. Ingen bygg for varig opphold eller boliger er registrert innenfor 30 m avstand. Konflikt knyttet til elektromagnetiske felt vurderes å være lav. To boliger vil ligge med en avstand på ca. 30 m (gn./bn. 49/215) og 23 m (gn./bn. 49/187) fra senter av linjetraseen og en fritidsbolig vil ligge ca. 30 m (gn./bn. 43/20) unna. Beregnet magnetfelt er lavere enn utredningsnivået og for boligene er det forventet et lavere magnetfelt enn i dag. Konflikt knyttet til elektromagnetiske felt vurderes å være lav. Et mindre uthus på (gn./bn. 19/1) vil bli liggende under ledningene og må vurderes flyttet.



Figur 12 Nærmeste boliger til eksisterende linjetrasé

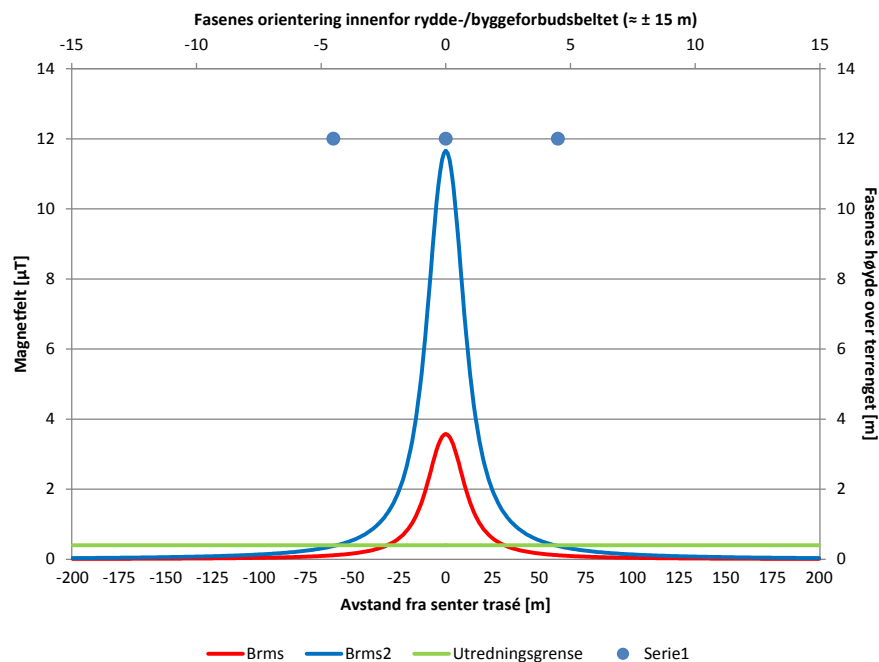
Tabell 8 Traséalternativ Sør, gjenbruk av eksisterende trasé for dagens 132 kV linje ved Meråker

Avstand (m)	Bolig	Fritids-bolig	Kontor/ tj.ytende	Uthus/ lager/ anneks	Sum
0-10	0	0	0	1	1
11-20	0	0	0	0	0
21-30	2	1	0	5	8
31-40	2	0	0	6	8
41-50	0	1	0	5	6
51-60	1	1	0	8	10
61-70	2	3	0	9	14
71-80	3	1	0	13	17
81-90	2	0	0	9	11
91-100	5	0	0	8	13
Sum	17	7	0	64	88

På bakgrunn av varsomhetsprinsippet fremstår en omlegging av traseen mellom Meråker og Gudå som den foretrukne løsning.

2.9.5 Magnetfeltberegninger for alternativ 2

Årsgjennomsnittlig og maksimalt magnetfelt under og i avstand fra senter av overføringslinjen er gjengitt i Figur 13. Utredningsnivå på 0,4 μT nås om lag 34 m fra senter av linja, hvilket tilsvarer ca. 19 m ut over byggeforbudsgrensen.



Figur 13 Beregnet magnetfelt Kopperaa vindpark (180 MW) mot Sverige rød – årsgjennomsnitt, blå – maksimalverdi

Kraftledningsanlegget i forbindelse med jernbaneanlegg er ikke omfattet av beregningene og inngår som en usikkerhet i anslått gjennomsnittlig magnetfeltstyrke over året. Jernbaneanlegget på svensk side består av en-fase kjøreledning og 3-fase fjernledningsanlegg i trekantoppheng på piggisolatorer på felles masterekke langs skinnegangen.

En oversikt over bygninger innenfor en avstand på 100 m fra kabeltraséen for alternativ 1 er presentert i Tabell 9. Meråker kommunes karttjeneste på internett med matrikkeldata for grunneiendommer /1/ er benyttet. Ingen boliger ligger innenfor 100 m fra linjetraséen. Tre bygninger registrert som fritidsboliger ligger i mellom 34 og 40 m fra traséen og kan bli berørt av en gjennomsnittlig magnetfeltstyrke i området 0,4-0,44 μT . Disse bygningene ligger tett inntil jernbanen, nord-nordøst for jernbanetraséen. En bygning ligger om lag 350 m fra riksgrensen (gnr. 4120, bnr. 411) mens de øvrige ligger ved nedlagte Teveldal stasjon.

Tabell 9 Bygninger i avstand fra linjetrasé, nettilknytning mot Sverige

Avstand (m)	Bolig	Fritids-bolig	Kontor/tj.ytende	Uthus/lager/anneks	Sum
0-10					
11-20					
21-30					
31-40		3		2	5
41-50					
51-60			2	1	3
61-70					
71-80			1		1
81-90		1	1	1	3
91-100		2			2
Sum		6	4	4	14

Mulige tiltak for å redusere påregnelig, gjennomsnittlig magnetfeltstyrke kan være å øke avstand til bygninger ved å foreta en mindre traséjustering eller benytte trekantoppheng istedenfor

planhopp heng. Førstnevnte vil kunne tilstrebes gjennom detaljprosjekteringen, men vil samtidig innebære en større avstand til eksisterende infrastruktur. Ved å benytte trekantoppheng vil man få en overgang til ny mastekonstruksjon på en delstrekning og mastene vil være høyere.

I henhold til tidligere forvaltningspraksis oppfattes det slik at man for fritidsboliger normalt ikke forsvarer en marginal reduksjon av påregnelig magnetfeltstyrke i forhold til økte investeringskostnader ved eksempelvis kabling. Samtidig bør det visuelle inntrykket av varierende mastekonstruksjon og samlokalisering av infrastruktur vektlegges. Det ansees ikke nødvendig å foreta særskilte tiltak i dette tilfellet.

Med hensyn på elektromagnetiske felt finner man at tiltaket samlet sett vil ha lav konsekvens på norsk side av grensen ved en nettilknytning mot Sverige. På svensk side vil Jämtkraft som netteier og prosjekterende ivareta dette gjennom egen søknadsprosess og svensk forvaltningspraksis.

2.9.6 Kraftledninger og helse

Spørsmålet om kraftledninger utgjør en helserisiko for befolkningene dukker fra tid til annen opp i media, både lokalt og nasjonalt. Magnetfeltene fremstår gjerne som en ikke-synlig trussel for de som bor eller oppholder seg i nærheten av elektrotekniske installasjoner. Statens strålevern er Helse- og omsorgsdepartementets fagmyndighet på området strålevern og atomtrygghet. Et av flere ansvarsområder er å overvåke naturlig og kunstig stråling i miljø og yrkesliv.

Elektromagnetiske felt (EMF) forårsaket av kraftledninger (luftledning og kabel) for trefase elektrisk energitransport er tidsvarierende med en nominell frekvens på 50 Hz. I internasjonal litteratur betegnes EMF forårsaket av komponenter i kraftsystemet for ekstremt lavfrekvente elektromagnetiske felt (extremely low frequency EMF).

I St.prp. nr. 66 (2005-2006) /15/ trekkes noen hovedlinjer knyttet til den tids eksisterende kunnskap angående kraftledninger og helse. De da foreliggende forskningsresultater viste til at eksponering for magnetfelt⁷ kan medføre økt risiko for utvikling av barneleukemi. Andre kreftformer eller helseeffekter, plager eller ubehag, er per i dag ikke dokumentert å ha sammenheng med elektromagnetiske felt forårsaket av kraftledninger. Det er bred enighet både nasjonalt og internasjonalt om at forskningsintensiteten bør heves.

EU-kommisjonen SCENIHR⁸ /16/ er inne i en prosess med å gjennomgå resultatene nyere forskning innen relasjonen EMF og helse. Retningslinjene knyttet til EMF-eksponering, publisert av ICNIRP⁹ i 2010 /17/, er i dag gjeldende som forskriftsmessige maksimale eksponeringsgrenser i Norge.

For å trekke frem nyere forskningsresultat, vises til den internasjonale konferanse på temaet EMF og helse, avholdt i november 2011 i Brussel /18/. Studier antyder blant annet en sammenheng mellom tidsvarierende EMF og neurodegenerative sykdommer (eksempelvis Alzheimer). Det meldes imidlertid ikke om forhold som innebærer at konsekvensvurderingen i dette tilfellet bør legges til grunn for strengere utredningsnivå og grenseverdier enn etablert i praksis. Høsten 2012 ble det avholdt en samling i Sveits /19/ knyttet til temaet, men nyere anbefalinger er foreløpig ikke publisert.

⁷ For magnetfelt over 0,4 µT som tidsveid gjennomsnitt. /13/

⁸ Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks

⁹ International Commission on Non Ionising Radiation Protection.

3. OPPSUMMERING

Det foreligger to alternativer for nettilknytning av Kopperaa vindpark, alternativ 1 mot Eidum (Norge) og alternativ 2 mot Enafors (Sverige).

Alternativ 2 anbefales som hovedalternativ grunnet følgende hovedpunkter

- Laveste investeringskostnader og lavest nåverdi
- Kortest avstand til sentralnettet og lavere tap
- Foreløpig positive signaler fra Svenska Kraftnät vedrørende kapasitet i overliggende nett.
- Jämtkraft ser en klar nytteverdi av etablering av ny 130 kV linje til Storlien
- Unngår risiko for at NTE Nett har reinvestert dagens 132 kV Eidum-Meråker i forkant av etablering av vindkraftverket.

Alternativ 1 frarådes som hovedalternativ grunnet følgende hovedpunkter

- Høyeste investeringskostnader og høyest nåverdi
- Størst avstand til sentralnettet og høyere tap
- Stor usikkerhet knyttet til fremtidig kapasitet i sentralnettet
- Uavklar løsning ved Eidum transformatorstasjon knyttet til bl.a. Jernbaneverkets planer.
- Tidsaspektet knyttet til reinvestering av 132 kV linje Eidum-Meråker. NTE Nett kan måtte gjennomføre dette før det avklares hvorvidt Kopperaa vindkraftverk kan etableres.

For alternativ 2 må det søkes om følgende anlegg:

Jämtkraft	Ledning KVP til riksgrensen: Ca. 6 km 130 kV enkeltkurs luftledning på tremaster, trådsett 594-AL59 eller tilsvarende
E.ON	Transformatorstasjon Kopperaa vindpark:
	Krafttransformator 1 stk. krafttransformator 132/22 kV eller 132/33 kV transformator med ytelse inntil 190 MVA med trinnkobler/regulering - alternativt 2 stk. krafttransformatorer 132/22 kV eller 132/33 kV transformatorer med ytelse inntil 95 MVA med trinnkobler/regulering
	Koblingsanlegg 130 kV: 1 stk. 130 kV kombinert transformator/linjebryter utført som innendørs, luftisolert kompaktanlegg - alternativt 3 stk. 130 kV bryterfelt for linje og to stk. transformatorer utført som innendørs, luftisolert kompaktanlegg
	Inntil 8 stk. 22 kV eller 33 kV felt for innkommende kurser, krafttransformator samt stasjonstrafo - alternativt Inntil 9 stk. 22 kV eller 33 kV felt for innkommende kurser, krafttransformatorer samt stasjonstrafo
	1 stk. stasjonstransformator 22/0,4 kV eller 33/0,4 kV 50-100 kVA
	Nødvendige 132 kV og 22 kV eller 33 kV kabelforbindelser
	Nødvendig kontroll-/apparatanlegg

For alternativ 1 må det søkes om følgende anlegg:

E.ON	Ledning KVP til produksjonslinje Tevla kr.v: Ca. 6,6 km 132 kV enkeltkurs luftledning på tremaster, trådsett 594-AL59 eller tilsvarende
	Ledning produksjonslinje Tevla kr.v til Eidum transformatorstasjon inkl. omlegging: Ca. 52 km 132 kV dobbeltkurs luftledning på stålmaster, trådsett 444-AL59 (for eksisterende forsyning) og 594-AL59
	Ledning siste mast til koblingsanlegg Eidum transformatorstasjon: Ca. 200 m 132 kV TSLF 3x1x1600 AL eller tilsvarende
	Ledning koblingsanlegg til ny transformator Eidum transformatorstasjon: Ca. 180 m 132 kV TSLF 3x1x1600 AL eller tilsvarende
	Transformatorstasjon Kopperaa vindpark:

Krafttransformator
1 stk. krafttransformator 132/22 kV eller 132/33 kV transformator med ytelse inntil 190 MVA med trinnkobler/regulering
- alternativt
2 stk. krafttransformatorer 132/22 kV eller 132/33 kV transformatorer med ytelse inntil 95 MVA med trinnkobler/regulering
Koblingsanlegg 132 kV
1 stk. 132 kV kombinert transformator/linjebryter utført som innendørs, luftisolert kompaktanlegg
- alternativt
3 stk. 132 kV bryterfelt for linje og to stk. transformatorer utført som innendørs, luftisolert kompaktanlegg
Inntil 8 stk. 22 kV eller 33 kV felt for innkommende kurser, krafttransformator samt stasjonstrafo
- alternativt
Inntil 9 stk. 22 kV eller 33 kV felt for innkommende kurser, krafttransformatorer samt stasjonstrafo
1 stk. stasjonstransformator 22/0,4 kV eller 33/0,4 kV 50-100 kVA
Nødvendige 132 kV og 22 kV eller 33 kV kabelforbindelser
Nødvendig kontroll-/apparatanlegg
Transformatorstasjon Eidum:
2 stk. 132 kV bryterfelt, utendørs dobbel ssk., utvidelse av eksisterende.
1 stk. 420 kV bryterfelt, utendørs dobbel ssk., utvidelse av eksisterende (drives på 300 kV)
1 stk. 420/132 kV krafttransformator 190 MVA med trinnkobler/regulering
Nødvendige 132 kV kabelforbindelser
Utvidelse av eksisterende kontroll-/apparatanlegg
Utvidelse av grunneiendom

For alternativ 1 bør det søkes om både omlegging av de nevnte 7 km i Meråker, samt ombygging i eksisterende trasé for å ha begge muligheter åpne.

Ingen av de utredede alternativer er vurdert å innebære endring av forsyningssikkerheten i området.

4. REFERANSER

- /1/ Kopperaa – Melding med forslag til utredningsprogram, EON Sverige AB, 04.2012
- /2/ Kopperaa – Vedlegg til Forhåndsmelding, 06.2012
- /3/ Meråker kommunes karttjeneste
<https://www.meraker.kommune.no/kart/Sider/default.aspx> (31.01.2013)
- /4/ Kraftsystemutredning 2012 NTE Nett
http://www.ntenett.no/images/stories/Nett/pdf/KSU_2012.pdf
- /5/ Konsesjonsvedtak NVE for Sørmarkfjellet Vindkraftverk, 2009
<http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200802039-90-599968.PDF>
- /6/ Nettutviklingsplan 2011, Statnett
<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf> (09.08.2013)
- /7/ Statnetts oppdaterte investeringsplan for 2012, brev til NVE
http://www.statnett.no/Documents/Nyheter_og_media/Nyhetsarkiv/2012/Investeringsplan%20for%20sentralnettet%202012.pdf
- /8/ NVEs skredatlas
<http://skredatlas.nve.no/> (04.02.2013)
- /9/ Uppdragssammanstilling, brev fra Jämtkraft Elnät til E.ON VS AB att: Lise Toll, 25.9.2012
- /10/ Jämtkraft website <http://www.jamtkraft.se/Om-Jamtkraft/Var-verksamhet1/Elnat/Vara-projekt/Kopperaa/> (18.8.2013)
- /11/ Møteprotokoll 15.11.2012 – E.ON, Jämtkraft Elnät, Rambøll
- /12/ Tlf.samtale 19.08.2013 – Jämtkraft v/ Ronny Asplund
- /13/ Statens strålevern. Grenseverdi og utredningsnivå
<http://www.nrpa.no/> <http://www.nrpa.no/dav/6f81b700d5.pdf> (22.10.2012).
- /14/ Statens strålevern. Strålevern Hefte 22. Elektriske og magnetisk felt.
<http://www.nrpa.no/dav/6f81b700d5.pdf> (20.09.2012).
- /15/ St.prp. nr. 66 (2005-2006)
- /16/ European Commission hjemmesider, 10.09.2012
http://ec.europa.eu/health/index_en.htm
- /17/ ICNIRP hjemmeside, 10.09.2012, <http://www.icnirp.de/index.html>
- /18/ Presentasjon - 2011 International Scientific Conference on EMF and Health, 10.09.2012
http://ec.europa.eu/health/electromagnetic_fields/events/ev_20111116_presentations_en.htm
- /19/ 2012 Workshop on EMF & Health Risk Research, Monte Verità 21-26.10.2012
<http://www1.itis.ethz.ch/mv-2/> (04.02.2013)
- /20/ Korrespondanse Jämtkraft v/Ronny Asplund